

**Jarosław GIELNIAK, Andrzej GRACZKOWSKI, Hubert MORAŃDA,
Piotr PRZYBYŁEK, Krzysztof WALCZAK, Bolesław BRÓDKA,
Jarosław SZYMAŃSKI, Hanna MOŚCICKA-GRZESIAK**
POLITECHNIKA POZNAŃSKA, INSTYTUT ELEKTROENERGETYKI

Zawilgocenie izolacji transformatorów pracujących w polskim systemie energetycznym

Dr inż. Jarosław GIELNIAK

Adiunkt na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej, Pracownik Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej. Autor ponad 70 publikacji z zakresu badań materiałowych, obliczania rozkładu pola elektrycznego oraz diagnostyki wysokonapięciowych urządzeń elektroenergetycznych.



e-mail: jaroslaw.gielniak@put.poznan.pl

Dr inż. Andrzej GRACZKOWSKI

Adiunkt na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej, Pracownik Instytutu Elektroenergetyki. Autor ponad 60 publikacji z zakresu materiałoznawstwa elektrotechnicznego, diagnostyki wysokonapięciowych urządzeń elektroenergetycznych, spektroskopii dielektrycznej, rozkładu pola elektrycznego przy napięciu stałym w kablu.



e-mail: andrzej.graczkowski@put.poznan.pl

Dr inż. Hubert MORAŃDA

Adiunkt na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej, Pracownik Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej. Autor ponad 50 publikacji z zakresu badań materiałowych, oraz diagnostyki wysokonapięciowych urządzeń elektroenergetycznych.



e-mail: hubert.moranda@put.poznan.pl

Dr inż. Piotr PRZYBYŁEK

Asystent w Zakładzie Wysokich Napięć i Materiałów Elektrotechnicznych. Autor ponad 25 publikacji z zakresu badań właściwości izolacji papierowo-olejowej.



e-mail: piotr.przybylek@put.poznan.pl

Dr inż. Krzysztof WALCZAK

Adiunkt na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej, Pracownik Instytutu Elektroenergetyki. Autor ponad 70 publikacji z zakresu diagnostyki urządzeń wysokonapięciowych oraz ochrony przeciwprzepięciowej.



e-mail: krzysztof.walczak@put.poznan.pl

Mgr inż. Bolesław BRÓDKA

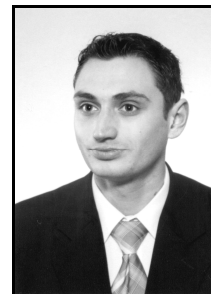
Doktorant na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej. Autor ponad 15 publikacji z zakresu diagnostyki układów izolacyjnych i spektroskopii absorpcyjnej.



e-mail: boleslaw.brodka@doctorate.put.poznan.pl

Mgr inż. Jarosław SZYMAŃSKI

Doktorant na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej. Autor ponad 20 publikacji z zakresu diagnostyki układów izolacyjnych transformatorów energetycznych.



e-mail: jarolawszymanski@wp.pl

Prof. dr hab. inż. Hanna MOŚCICKA-GRZESIAK

Profesor zwyczajny na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej. Wieloletni kierownik Zakładu Wysokich Napięć i Materiałów Elektrotechnicznych. Autorka ponad 150 publikacji z zakresu badań materiałowych, badań i diagnostyki wysokonapięciowych układów izolacyjnych. Promotor dwudziestu prac doktorskich. Członek IEEE, Komitetu Elektrotechniki PAN oraz koordynator i kierownik międzynarodowych i krajowych projektów badawczych.



e-mail: hanna.moscicka@put.poznan.pl

Streszczenie

Przedstawiono wyniki badań zawilgocenia izolacji ponad 70 transformatorów mocy pracujących w polskim systemie energetycznym. Zebrane wyniki dotyczą jednostek badanych w latach 2004 – 2008. W ocenie zawilgocenia wykorzystano spektroskopię dielektryczną w dziedzinie częstotliwości (FDS). Wspomagano się również danymi pochodzącymi z badań metodami fizykochemicznymi. Wyciągnięto alarmujące wnioski dotyczące zawilgocenia izolacji.

Słowa kluczowe: diagnostyka, zawilgocenie izolacji stałej transformatora, FDS.

Moistening of insulation of transformers operating in the Polish power grid

Abstract

The paper presents the investigation results of insulation moistening of over 70 transformers operating in the Polish power grid. The results were obtained from examining the transformers in the years 2004-2008. In the assessment of moisture content the frequency domain spectroscopy was used. Additionally, the physicochemical methods were applied. The authors came to the alarming conclusion concerning the moistening of transformer insulation.

Keywords: diagnostics, moistening of solid insulation, FDS.

1. Wstęp

Ocena stanu transformatorów energetycznych jest zagadnieniem o znacznym stopniu skomplikowania, szczególnie w aspekcie zarządzania majątkiem sieciowym [1]. Struktura wiekowa populacji transformatorów mocy pracujących w polskim systemie energetycznym oraz wynikający z niej stan techniczny jednostek, sugerują konieczność wymiany znacznej liczby transformatorów w najbliższych latach [2, 3, 4, 5]. W tej sytuacji efektywne zarządzanie majątkiem musi być oparte na wiarygodnych danych wejściowych.

W przypadku transformatorów jedną z ważniejszych informacji o jego stanie technicznym jest poziom zawilgocenia izolacji stałej. Informacja o zawilgoceniu jest bardzo cenna, w powiązaniu z innymi danymi, pozwala ocenić np. stan zesterzenia izolacji, natomiast zmiana prędkości zawilgocenia się jednostki w czasie, w zależności od jej wieku, może wskazywać na nie wykryte dotychczas nieszczelności, sugerować zmianę sposobu obciążania transformatora, konieczność suszenia, remontu lub wymiany.

W niniejszej pracy, ocena stanu zawilgocenia transformatorów energetycznych została dokonana z użyciem spektroskopii dielektrycznej w dziedzinie częstotliwości (FDS). Jest to metoda uznawana obecnie za jedną z najbardziej wiarygodnych metod pośrednich (nie wymagających fizycznej ingerencji w układ izolacyjny) oceny zawilgocenia izolacji transformatorów. W trakcie prowadzenia analiz zawilgocenia poszczególnych jednostek autorzy wspomagali się niejednokrotnie informacjami pochodzącymi z badań izolacji dokonywanych innymi metodami (między innymi badaniami zawartości wody w oleju i papierze wg Karla-Fishera, czy zmodyfikowaną analizą danych uzyskiwanych z pomiaru odpowiedzi dielektrycznej w dziedzinie czasu [6, 7, 8, 9]).

2. Obiekty badań

Obiektami badań były transformatory energetyczne sieciowe, transformatory pracujące w elektrowniach, transformatory potrzeb własnych oraz rozdzielcze. W grupie transformatorów sieciowych w polskim systemie energetycznym, najczęściej spotykane są autotransformatory typu RTdxP 125000/200 lub ich późniejsza modyfikacja RTdxP1 125000/200, poza tymi jednostkami badaniami poddano między innymi jednostki typu AFLOC, ANER i TAQ. Transformatory pracujące w elektrowniach, to zarówno jednostki blokowe jak i transformatory pracujące na ich potrzeby własne. Wydzielono również grupę transformatorów potrzeb własnych pracujących na stacjach rozdzielczych. Natomiast pomiaru zawilgocenia izolacji transformatorów rozdzielczych dokonano pod kątem oceny wydajności jednego z nowych systemów suszących. System ten jest stosowany do suszenia izolacji nowych jednostek produkowanych w jednej z fabryk transformatorów.

Liczbę zbadanych w latach 2003-2008 transformatorów energetycznych przedstawia tabela 1.

Tab. 1. Transformatory zbadane w Polsce z podziałem na rodzaje i grupy
Tab. 1. The transformers investigated in Poland divided by kinds and groups

Rodzaj transformatora	Liczba jednostek	Podział na grupy	
		Liczba jednostek	grupa
sieciowe	52	49	I grupa (>1,6MVA oraz >200kV)
		3	II grupa (>1,6MVA nie należące do I grupy)
pracujące w elektrowniach	6	3	I grupa
		3	II grupa (do 1,6MVA)
potrzeb własnych	13	13	III grupa
rozdzielcze	2	2	III grupa

3. Aparatura pomiarowa

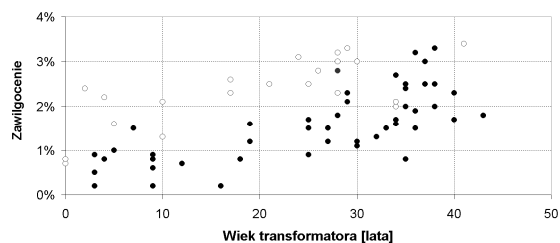
Autorzy dysponują kilkoma wspomagającymi się metodami badań służącymi do oceny zawilgocenia izolacji papierowo-olejowej transformatorów energetycznych.

Główną metodą wykorzystywaną w prezentowanych badaniach była metoda FDS (Frequency Domain Spectroscopy) – spektroskopia dielektryczna w dziedzinie częstotliwości. Posiadamy dwa niezależne urządzenia pomiarowe do badania odpowiedzi dielektrycznej w dziedzinie częstotliwości (IDA 200 firmy *Programma* i IDAX 300 firmy *Pax Diagnostics*) oraz zautomatyzowany miernik do pomiaru odpowiedzi dielektrycznej w dziedzinie czasu (RVM 5462 firmy *Tettex*). W przypadku pomiarów dokonywanych w dziedzinie częstotliwości zazwyczaj pomiaru dokonywano w zakresie od 0,00046 Hz do 1 Hz z krokiem 3 punktów na dekadę przy napięciu o wartości skutecznej 160V.

Analiz zawartości wody w oleju i próbkach celulozowych dokonywano z użyciem urządzenia Titroline KF firmy *Shott*.

4. Wyniki badań i ich dyskusja

Na rysunku 1 przedstawiono zawilgocenie izolacji stałej transformatorów sieciowych pracujących w polskim systemie energetycznym w zależności od wieku jednostek na tle zawilgocenia wszystkich zbadanych transformatorów. Spośród wszystkich zbadanych transformatorów ta grupa jest najliczniej reprezentowana. Zawilgocenie izolacji transformatorów sieciowych charakteryzuje się najniższym poziomem we wszystkich przedziałach wiekowych. Jest to związane z kilkoma czynnikami. Zazwyczaj jednostki tego typu pracują przy obciążeniu długotrwałym nieprzekraczającym 50% mocy znamionowej, ponadto podlegają one częstym przeglądom, ich zawilgocenie jest monitorowane i utrzymywane na stosunkowo niskim poziomie. Ponadto w procesie produkcyjnym istnieje wysoki reżim technologiczny procesu suszenia, co powoduje, że wyjściowe zawilgocenie tych jednostek jest niskie.

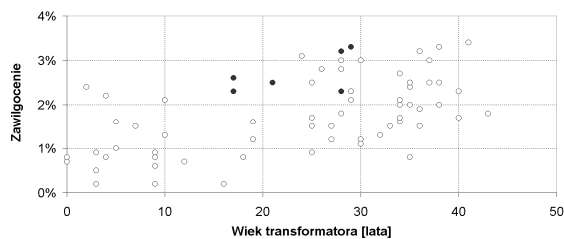


Rys. 1. Zawilgocenie izolacji celulozowej transformatorów sieciowych (czarne punkty) na tle zawilgocenia wszystkich zbadanych jednostek (białe punkty) w zależności od wieku transformatora

Fig. 1. Moistening of cellulose insulation of grid transformers (black points) against the background of all tested units (white points) depending on transformer age

Drugą analizowaną grupą są transformatory pracujące w elektrowniach. Na rysunku 2 przedstawiono zawilgocenie izolacji tej grupy. Stosunkowo wysokie zawilgocenie izolacji tych transformatorów może wynikać ze specyficznego trybu pracy. Transformatory te pracują w sposób ciągły obciążone mocą bliską znamionowej, gdy blok jest załączony, lub pozostają wyłączony z ruchu, gdy blok nie pracuje. W pierwszym przypadku mamy do czynienia z przyspieszonym starzeniem termicznym, którego jednym ze skutków jest wzrost zawartości wody w izolacji. W drugim przypadku, ze względu na niską temperaturę kadzi bardziej prawdopodobne jest wzmożone zawilgocenie się izolacji poprzez migrację wilgoci z zewnątrz.

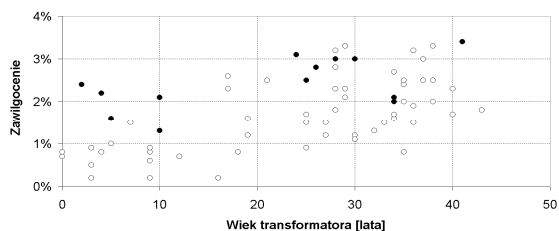
Kolejną badaną grupą były transformatory potrzeb własnych pracujące na stacjach rozdzielczych. Jak wynika z rysunku 3 jest to grupa o stosunkowo wysokim zawilgoceniu izolacji, jednakże ze względu na niewielkie wymagania niezawodnościowe stawiane tym jednostkom przedstawiony poziom zawilgocenia jest często akceptowalny.



Rys. 2. Zawilgocenie izolacji celulozowej transformatorów pracujących w elektrowniach (czarne punkty) na tle zawilgocenia wszystkich zbadanych jednostek (białe punkty) w zależności od wieku transformatora

Fig. 2. Moistening of cellulose insulation of plant transformers (black points) against the background of all tested units (white points) depending on transformer age

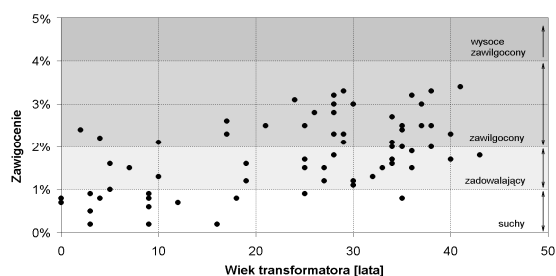
Na rysunku 3 można zauważyć dwa punkty leżące na osi pionowej wykresu oznaczające wyniki badań transformatorów nowych. Były to transformatory rozdzielcze niewielkiej mocy, które badane były jedynie ze względu na konieczność sprawdzenia nowego systemu suszącego zainstalowanego w jednej z fabryk. Poziom zawilgocenia poniżej 1% można uznać za wystarczająco niski dla jednostek tego typu, zatem test nowej procedury suszącej zakończył się wynikiem pozytywnym.



Rys. 3. Zawilgocenie izolacji celulozowej transformatorów potrzeb własnych (czarne punkty) na tle zawilgocenia wszystkich zbadanych jednostek (białe punkty) w zależności od wieku transformatora

Fig. 3. Moistening of cellulose insulation of station internal load transformers (black points) against the background of all tested units (white points) depending on transformer age

W stosunku do jednostek eksploatowanych należy zadać sobie pytanie, co mogą oznaczać wyznaczone poziomy zawilgocenia dla całej badanej populacji transformatorów. Na bazie [5, 10] można wyznaczyć pewne graniczne poziomy (rys. 4), które określają w sposób czterostanowy zawilgocenie transformatorów. Stan pierwszy – izolacja sucha, stan drugi – izolacja w stanie akceptowalnym (zadawalającym), stan trzeci – izolacja zawilgocona, stan czwarty – izolacja wysoce zawilgocona. Przy czym stan czwarty oznacza, że transformator może ulec awarii, ze względu na zjawiska termiczne zachodzące na skutek strat dielektrycznych lub zjawisko bąbelkowania, nawet przy obciążeniu mniejszym od znamionowego [11]. Dla stanu trzeciego, w zależności od poziomu zawilgocenia, istnieją ograniczenia co do przeciążalności jednostki. Transformator o poziomie zawilgocenia izolacji do 2% (stan suchy i zadawalający) może być przeciążany i przekazywany do zimnej rezerwy [12].



Rys. 4. Zbadana populacja transformatorów energetycznych z podziałem na cztery poziomy zawilgocenia izolacji

Fig. 4. Investigated population of power transformers divided per four moisture content levels

Z rysunku 4 wynika, że około 40% transformatorów pracujących w polskim systemie energetycznym podlegać powinno pewnym ograniczeniom eksploatacyjnym, szczególnie w obszarze dopuszczalnej temperatury pracy [12].

5. Wnioski

Zbadano blisko 30% całej populacji transformatorów sieciowych pracujących na terenie Polski.

Na tle wszystkich zbadanych jednostek transformatory te charakteryzują się najniższym zawilgoceniem we wszystkich przedziałach wiekowych, natomiast najwyższy poziom zawilgocenia jest charakterystyczny dla transformatorów potrzeb własnych.

Wykazano wyższy poziom zawilgocenia jednostek pracujących ze stałym wysokim obciążeniem – transformatory blokowe.

Czterdzieści procent zbadanych transformatorów należy zakwalifikować do grupy jednostek zawilgoconych, co oznacza, że z jednej strony podlegają one pewnym ograniczeniom eksploatacyjnym, z drugiej strony w perspektywie najbliższych lat powinny być remontowane lub wymieniane na nowe jednostki.

6. Literatura

- [1] van Bolhuis J. P., Gulski E., and J. Smit J.: Monitoring and Diagnostic of Transformer Solid Insulation, IEEE Transactions On Power Delivery, Vol. 17, No. 2, April 2002, pp. 528-536
- [2] Partyga S.: Produkcja i eksploatacja transformatorów. Historia, dzień dzisiejszy i przyszłość, Miesięcznik Naukowo-Techniczny Energetyka, kwiecień 2001, nr 4, ss. 167-170
- [3] Kamiński D., Urbańczyk A.: Zaawansowana technika prac konserwacyjno-remontowych w miejscu zainstalowania transformatora, Konferencja Naukowo-Techniczna „Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów”, Wisła-Jawornik 26-28 kwietnia 2006, ss. 175-185
- [4] Zbudniewek A., Malewski R., Zastąpienie wyeksploatowanych autotransformatorów 160 MVA, 220/115 kV przeciążalnymi jednostkami o zmniejszonej mocy znamionowej, Elektroenergetyka Nr 3/2003 (46), ss. 16-21
- [5] CIGRE Technical Brochure 349, WG A2.30, Moisture equilibrium and moisture migration within transformer insulation systems, No. 238, June 2008, pp. 25-31
- [6] Gubanski S. M., Boss P., Cseples G., Houhanessian V. D., Filippini J., Guinic P., Gafvert U., Karius V., Lapworth J., Urbani G., Werelius P., Zaengl W. S., Dielectric response methods for diagnostics of power transformers, Report of the TF 15.01.09”, CIGRE, 2001.08.27
- [7] Graczkowski A., Gielniak J., Gielniak, Przybyłek P., Szymański J., Walczak K., Neumann S.R., Porównanie wyników oceny zawilgocenia izolacji papierowo-olejowej uzyskanych przy użyciu metod fizykochemicznych i opartych na odpowiedzi dielektrycznej, VIII Ogólnopolskie Sympozjum Inżynieria Wysokich Napięć, 8-10 Maja 2006, Będlewo, Przegląd Elektrotechniczny Konferencje, ss. 99-102
- [8] ASTM D 1533-88, Test Method for Water in Insulating Liquids (Karl Fischer Method)
- [9] Gielniak J. Morańda H., Wykorzystanie sieci neuronowej do interpretacji spektrum napięcia powrotnego RVM, IV Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna Transformatory w Eksploatacji 2007, Kołobrzeg-Dźwirzyno, 25-27 kwietnia 2007, Energetyka – Zeszyt tematyczny nr XI, ss. 19-20
- [10] IEEE Standard 62-1995, Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus - Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors
- [11] H. Mościcka-Grzesiak, J. Gielniak, A. Graczkowski, H. Morańda, K. Walczak, L. Tatarski, M. Ossowski, Krytyczne wartości średnie zawilgocenia izolacji transformatorów w aspekcie zarządzania majątkiem sieciowym, Międzynarodowa Konferencja Transformatorowa Transformator'2007, 30-31 maja 2007, Toruń, pp. 171-177
- [12] J. Słowikowski, Zawilgocenie transformatora; przyczyny, skutki i współczesne kryteria oceny, Konferencja Naukowo-Techniczna, Sieniawa, 2003, pp. 263-276